

Препринт статьи, опубликованной в журнале:  
*Бурение и нефть*. 2010. №3. С.16-17.

## **Проблема инверсии в промысловых водонефтяных эмульсиях: I. Традиционные представления и их экспериментальное «обоснование»**

Евдокимов И.Н., Лосев А.П.  
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

*Традиционными являются представления о широкой распространенности явления инверсии фаз при изменении водосодержания в промысловых нефтяных эмульсиях. Основным обоснованием подобных представлений является интерпретация измерений вязкости. Наши исследования, показавшие ошибочность традиционной интерпретации, позволяют сделать вывод об отсутствии инверсии в промысловых эмульсиях, практически исключительно относящихся к обратному (вода в нефти) типу.*

Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти, связанные с образованием эмульсий воды и нефти [1-5]. Принято считать, что при увеличении содержания воды происходит изменение типа (инверсия) промысловых эмульсий: от обратного типа (вода в нефти, В/Н) – до прямого типа (нефть в воде, Н/В). Соответственно, определение точки инверсии водонефтяной эмульсии считают критически важным для прогнозирования свойств скважинной продукции и для расчетов технологических процессов транспорта и разрушения эмульсий.

Обычно экспериментальное определение точки инверсии как в промысловых условиях, так и в исследовательских лабораториях осуществляют в ходе рутинных измерений зависимостей вязкости эмульсии от содержания воды. При этом «точку инверсии» отождествляют с моментом достижения максимума вязкости, после которого наблюдаемая вязкость эмульсии начинает постепенно снижаться [4, 5, 6] – см. рис.1.

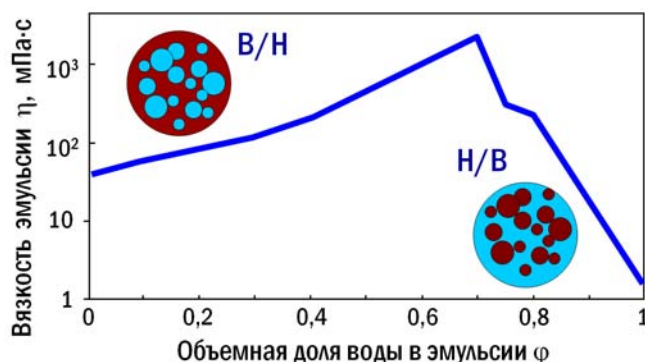


Рис. 1. Экспериментальная зависимость вязкости водонефтяных эмульсий, «подтверждающая» наличие точки инверсии – из публикации [6].

По-видимому, основываясь на результатах подобных экспериментов, авторы учебников и учебных пособий по сбору и подготовке скважинной продукции нефтяных месторождений [2, 7, 8] приводят некоторую «обобщенную» зависимость вязкости эмульсии от содержания воды, с достаточно широким максимумом в «точке инверсии» (кривая 1 на рис. 2). Предполагается, что при низких и средних концентрациях воды эмульсия имеет тип В/Н, с ростом концентрации воды до 50..60% система достигает «точки инверсии» и превращается в прямую эмульсию типа Н/В.

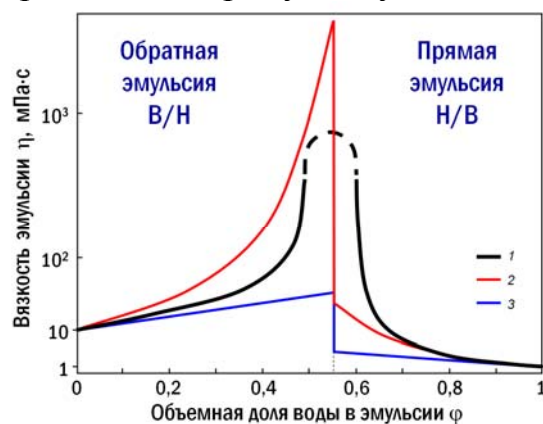


Рис. 2. 1 – Традиционное представление о поведении вязкости водонефтяных эмульсий вблизи «точки инверсии», приводимое в учебниках, адаптировано из [2, 7, 8]. 2, 3 – принципиально иной характер изменения вязкости при осуществлении инверсии, предсказываемый в модели Муни [9] и в модели Эйнштейна [10].

При внимательном рассмотрении данных рис. 1 и 2 настораживает тот факт, что поведение публикуемых зависимостей вязкости вблизи предполагаемой «точки инверсии» существенно расходится с предсказаниями широко используемых и неоднократно проверенных реологических моделей. В случае осуществления инверсии, любая из этих моделей предсказывает появление резкого «срыва» вязкости в узком интервале водосодержания. В качестве иллюстрации, на рисунке 2 кривыми 2 и 3 показаны результаты расчета по модели Муни [9] (с учетом флокуляции глобул дисперсной фазы) и по простейшей модели Эйнштейна [10] (для монодисперсных невзаимодействующих сферических частиц).

Следует также отметить, что традиционные представления об осуществлении инверсии в промышленных эмульсиях, по-видимому, основаны лишь на интерпретации измерений вязкости. В отечественных публикациях нам не удалось обнаружить сведений о привлечении каких-либо независимых методов контроля типа эмульсии, например, метода «разбавления фаз» [11]. Кроме того, многие зарубежные источники прямо указывают на отсутствие документальных данных о возможности

инверсии промышленных В/Н эмульсий, не обработанных химическими реагентами [12]. На чрезвычайно низкую стабильность (и, как следствие, малую распространенность) прямых Н/В эмульсий указывали еще Ши и Монсон в 30-40 гг. прошлого века [3, 13].

С целью непосредственной проверки экспериментальных «обоснований» инверсии в промышленных эмульсиях, мы провели подробные измерения вязкости, которые будут описаны во второй части данной публикации. Эти эксперименты позволили сделать выводы об ошибочности интерпретации ранее проводившихся измерений и, как следствие, об отсутствии обращения фаз в не обработанных химически промышленных В/Н эмульсиях.

В качестве дополнительного подтверждения вывода об отсутствии инверсии, можно привести данные о свойствах высококонцентрированных обратных водонефтяных эмульсий, формирующихся при разливах нефти на море. В профессиональной среде подобные стабильные эмульсии часто называют «шоколадными муссами». На рис. 3 показана эволюция вязкости и водосодержания такой эмульсии после момента разлива [14]. Растекшаяся по поверхности моря нефть практически мгновенно набирает воду до 75..78% об. и более, но при этом инверсии фаз никогда не было зарегистрировано. Наблюдавшиеся же особенности поведения вязкости хорошо объясняются изменениями размеров капель воды и осуществлением их флокуляции в крупные кластеры.

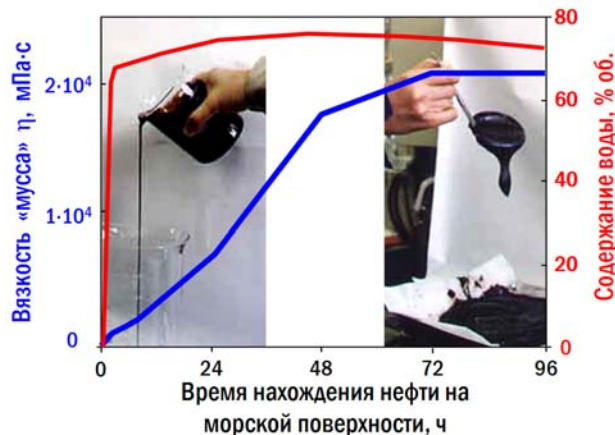


Рис. 3. Особенности формирования высококонцентрированной обратной эмульсии В/Н в естественных условиях разлива нефти на море.

Адаптировано из [14].

## Литература

1. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. – Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987. – 168 с.
2. Сахаров В.А., Мохов М.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 398 с.
3. Ши Г.Б. Нефтяные эмульсии и методы борьбы с ними. – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1946. – 144 с.
4. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 319 с.
5. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Газаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 303 с.
6. Alwadani M.S. Characterization and Rheology of Water-in-Oil Emulsion from Deep Water Fields. Master Thesis. Rice University. Houston TX. 2009. – 121 p.
7. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
8. Arirachakaran S.K.D., Oglesby M.S., Malinovsky M.S., Shoham O., Brill J.P. An Analysis of Oil-Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes // SPE paper 18836, 1989. Pp. 155-167.
9. Mooney M. The viscosity of a concentrated suspension of spherical particles // J. Colloid Sci. 1951. №6. Pp. 162-170.
10. Зимон А.Д. Коллоидная химия. – М.: Агар, 2007. – 344 с.
11. Бикчентаева А.Г. Поверхностные явления и дисперсные системы. – Уфа: УГНТУ, 1998. – 90 с.
12. Orr R. Phase Inversion in Heavy Crude Oil Production // Proceedings of Teknas Conference on Heavy Oil Technology for Offshore Applications. 14-15 May 2009, Stavanger, Norway.
13. Монсон Л.Т. Химическое разрушение нефтяных эмульсий // 2-й Мировой нефтяной конгресс. Париж, июнь 14-19. 1937. С. 38.
14. Mechanism of the Formation of a Mousse // Petroleum Association of Japan, Oil Spill Response & Industry Support Dept. (PAS-OSR). Материал доступен на странице <http://www.pcs.gr.jp/doc/EMousse/text.htm>.